



(19) RU⁽¹¹⁾ 2 140 537⁽¹³⁾ C1
(51) МПК⁶ E 21 B 47/022, 7/04

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(21), (22) Заявка: 97121250/03, 18.12.1997

(24) Дата начала действия патента: 18.12.1997

(46) Дата публикации: 27.10.1999

(56) Ссылки: RU 2078921 C1, 10.05.97. SU 141555 A, 02.11.61. SU 259773 A, 04.05.70. SU 471427 A, 01.09.75. SU 1141187 A, 23.02.85. SU 1640384 A1, 07.04.91. SU 1490268 A1, 30.06.89. RU 2040691 C1, 27.07.95. RU 2055178 C1, 27.02.96. US 4806928 A, 21.02.89. US 5042597 A, 27.08.96. US 5341886 A, 30.08.94. DE 3912614 A1, 02.11.89. DE 3428931 A1, 05.06.85.

(98) Адрес для переписки:
350063, Краснодар, ул.Мира, 34, НТЦП
"Кубаньгазпром"

(71) Заявитель:
Предприятие "Кубаньгазпром"

(72) Изобретатель: Басарыгин Ю.М.,
Будников В.Ф., Гераськин В.Г., Коновалов
С.Ф., Макаренко П.П., Стрельцов В.М., Сугак
В.М., Черненко А.М., Польшков А.В.

(73) Патентообладатель:
Предприятие "Кубаньгазпром"

(54) СПОСОБ БУРЕНИЯ НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

(57) Реферат:

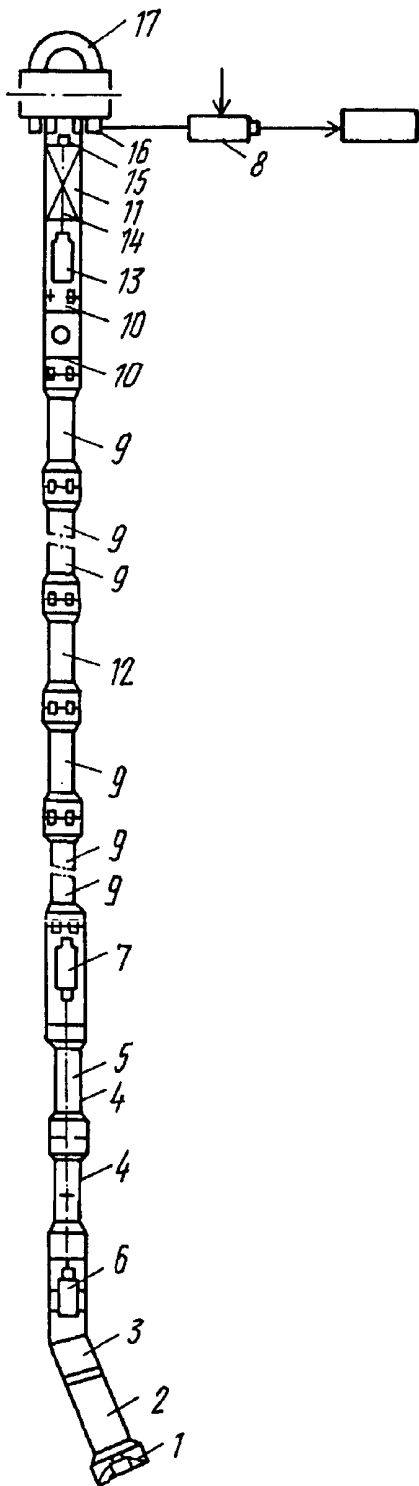
Изобретение относится к технике проходки и измерения текущих координат забоя наклонных и горизонтальных скважин в процессе бурения. Задачей изобретения является повышение надежности бурения. Способ включает бурение вертикального ствола скважины и установку в буровую компоновку с глубины набора кривизны забойного двигателя, кривого переводника и посадочного устройства. Внутри труб компоновки опускают посредством геофизического кабеля инклинометр и фиксируют его в посадочном устройстве. Бурение наклонной и горизонтальной частей скважины осуществляют поочередным использованием роторного бурения и бурения забойным двигателем и контролируют текущие координаты забоя скважины по показаниям инклинометра. После спуска и фиксации инклинометра в посадочном устройстве в компоновку монтируют нижний трубный проводник с размещенным внутри

электронным блоком. Нижний ввод блока присоединен к верхнему разъему кабеля, идущего от инклинометра, а верхний ввод - к системе бескабельной передачи информации на поверхность. В последней используют буровые трубы и шар-кран с электрическими дросселями, установленными в ниппелях и муфтах замков и соединенными между собой проводом, проложенным по телу труб и шар-крана. Выше шар-крана монтируют верхний трубный переводник с размещенным внутри электронным блоком. Нижний его ввод подключен к системе бескабельной передачи информации, а верхний соединен с кабелем, проходящим внутри квадрата. Выше квадрата установлен выходной трубный переводник с размещенным внутри электронным блоком. Нижний ввод блока соединен с верхним разъемом кабеля, проходящего внутри квадрата, а верхний ввод - с системой бескабельной передачи данных, смонтированной на вертлюге. 2 з.п. ф-лы, 1 ил.

RU 2 140 537 C1

RU 2 140 537 C1

RU 2140537 C1



RU 2140537 C1



(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 140 537** ⁽¹³⁾ **C1**
(51) Int. Cl.⁶ **E 21 B 47/022, 7/04**

RUSSIAN AGENCY
FOR PATENTS AND TRADEMARKS

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: 97121250/03, 18.12.1997

(24) Effective date for property rights: 18.12.1997

(46) Date of publication: 27.10.1999

(98) Mail address:
350063, Krasnodar, ul.Mira, 34, NTTsP
"Kuban'gazprom"

(71) Applicant:
Predpriyatie "Kuban'gazprom"

(72) Inventor: Basarygin Ju.M.,
Budnikov V.F., Geras'kin V.G., Kononov
S.F., Makarenko P.P., Strel'tsov V.M., Sugak
V.M., Chernenko A.M., Polynkov A.V.

(73) Proprietor:
Predpriyatie "Kuban'gazprom"

(54) **METHOD OF DRILLING OF INCLINED AND HORIZONTAL WELLS**

(57) Abstract:

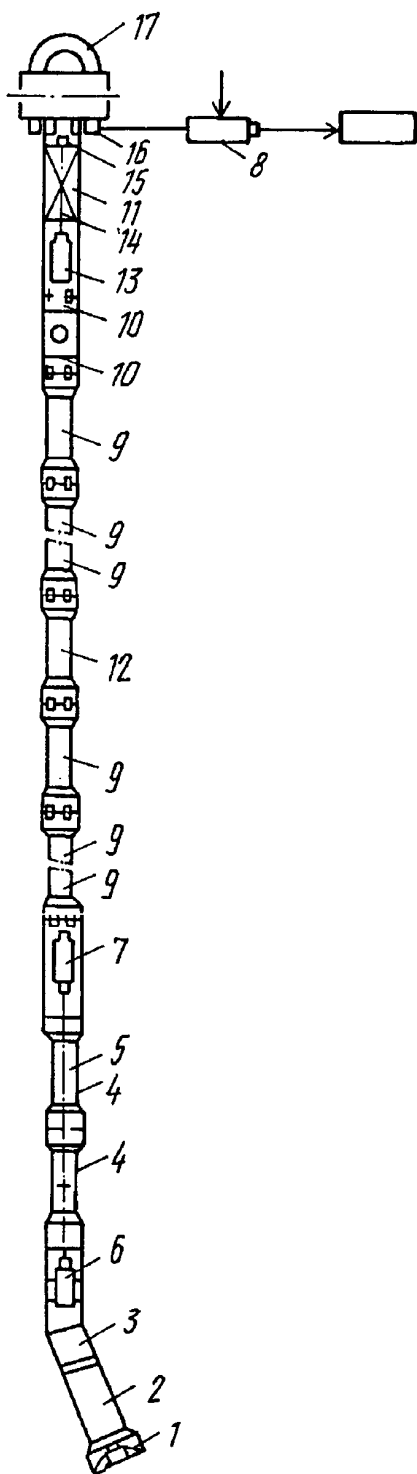
FIELD: methods of drilling and measurement of current coordinates of bottom of inclined and horizontal wells in drilling process. SUBSTANCE: method includes drilling of vertical well bore and installation in drilling assembly from the depth of crookedness increase of downhole motor, bent sub and landing device. Drilling of inclined and horizontal parts of well is accomplished by alternating use of rotary drilling and drilling by downhole motor, and current coordinates of well bottom are controlled by indications of inclinometer. After lowering and fixing of inclinometer in landing device, mounted into drilling assembly is lower guide accommodating electronic unit. Unit lower input is connected to upper cable connector running from inclinometer, and

upper input, to system of cableless transmission of information to surface. Used in the latter are drill pipes and ball cock with chokes installed in nipples and tool joint boxes and interconnected with wire laid over pipe bodies and ball cock. Upper sub is mounted above ball cock and accommodating electronic unit. Its lower input is connected to system of cableless transmission of information, and upper input is connected with cable running inside kelly. Installed above kelly is outlet pipe sub accommodating electronic block. Lower input of unit is connected with upper connector of cable running inside kelly, and upper input is connected with cableless system of information transmission mounted on swivel. EFFECT: higher reliability of drilling. 3 cl, 1 dwg

RU 2 140 537 C1

RU 2 140 537 C1

RU 2140537 C1



RU ? 140537 C1

Изобретение относится к бурению скважин, а именно к способам проходки и измерения текущих координат забоя наклонных и горизонтальных скважин в процессе бурения.

Известен способ бурения наклонных и горизонтальных скважин (1). Способ заключается в бурении вертикального ствола скважины, установке в буровую компоновку с глубины набора кривизны кривого переводника, забойного двигателя и системы измерения профиля скважины в процессе бурения (MWD-системы), бурении наклонной и горизонтальной частей скважины поочередным использованием роторного бурения и бурения забойным двигателем и контроле текущих координат забоя скважины по показаниям инклинометра MWD-системы.

Этот способ имеет следующие основные недостатки:

- недостаточная скорость передачи информации (до 6-8 секунд на передачу одного параметра);
- невозможность работы в условиях применения азрированных буровых растворов.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату является способ бурения наклонных и горизонтальных скважин, заключающийся в бурении вертикального ствола скважины, установке в буровую компоновку с глубины набора кривизны забойного двигателя и кривого переводника, опускании внутри труб компоновки посредством геофизического кабеля инклинометра и фиксации его в нижней части буровой компоновки, бурении наклонной и горизонтальной частей скважины поочередным использованием роторного бурения и бурения забойным двигателем и контроле текущих координат забоя скважины по показаниям инклинометра (2).

Недостатками известного способа являются:

- необходимость вывода геофизического кабеля в затрубное пространство через кабельный переводник с этапа набора кривизны скважины, что создает опасность смятия и порыва кабеля;
- наличие кабеля в затрубном пространстве не позволяет осуществлять бурение роторным способом;
- наличие кабеля в затрубном пространстве не позволяет надежно герметизировать скважину с помощью превенторов на случай аварийного выброса газа или нефти.

Целью предлагаемого изобретения является повышение надежности бурения.

Поставленная цель достигается тем, что в известном способе бурения наклонных и горизонтальных скважин, включающим бурение вертикального ствола скважины, установку в буровую компоновку с глубины набора кривизны забойного двигателя, кривого переводника и посадочного устройства, опускании внутри труб компоновки посредством геофизического кабеля инклинометра и фиксации его в посадочном устройстве, бурении наклонной и горизонтальной частей скважины и контроле текущих координат забоя скважины по показаниям инклинометра, согласно изобретению, после спуска и фиксации инклинометра в посадочном устройстве в

компоновку монтируют нижний трубный переводник с размещенным внутри электронным блоком, обеспечивающим прием и передачу сигналов, причем нижний ввод блока присоединен к верхнему разъему кабеля, идущего от инклинометра, а верхний ввод присоединен к системе бескабельной передачи информации на поверхность, в которой используют буровые трубы и шар-кран с электрическими дросселями, установленными в ниппелях и муфтах замков буровых труб и соединенных между собой проводом, проложенным по телу труб и шар-крана, а выше установленного в буровую компоновку шар-крана монтируют верхний трубный переводник с размещенным внутри электронным блоком, обеспечивающим прием и передачу сигналов, причем нижний его ввод подключен к системе бескабельной передачи информации, а верхний ввод соединен с кабелем, проходящим внутри квадрата, вмонтированного в буровую компоновку над верхним трубным переводником, выше которого установлен выходной трубный переводник с размещенным внутри электронным блоком, обеспечивающим прием и передачу сигналов, причем нижний ввод блока соединен с верхним разъемом кабеля, проходящего внутри квадрата, а верхний ввод соединен с системой бескабельной передачи данных, смонтированных на вертлюге. Кроме этого, в части буровой компоновки, осуществляющей бескабельную передачу сигналов устанавливают

трубы-ретрансляторы, имеющие между дросселями муфты и ниппеля усилитель с источником питания. В процессе спуска в скважину бурильных труб перед установкой каждой последующей трубной свечи, состоящей из трех труб, осуществляют проверку функционирования электронного блока и инклинометра с помощью пробника, имитирующего сигналы опроса электронного блока и осуществляющего прием и индикацию информации от электронного блока.

Предлагаемый способ бурения поясняется на фиг. 1.

Сущность способа заключается в следующем. На первом этапе бурения осуществляют бурение вертикального ствола скважины любым из известных способов (роторным с использованием турбобура или забойного винтового двигателя).

Затем собирают компоновку для бурения наклонных и горизонтальных скважин. Она состоит из долота 1, забойного двигателя 2, кривого переводника 3 и посадочного устройства. Далее в состав компоновки входят обыкновенные бурильные трубы 4. Внутри этих труб на геофизическом кабеле 5 спускают скважинный прибор (инклинометр) 6. Заканчивается участок компоновки, состоящий из обычных бурильных труб 4, нижним трубным переводником 7. Внутри нижнего трубного переводника 7 размещен блок электроники, обеспечивающий прием и передачу сигналов между инклинометром 6 и пультом оператора 8 на поверхности. Нижний ввод блока электроники переводника 7 присоединен к верхнему разъему геофизического кабеля 5, идущего от инклинометра 6. Верхний ввод блока электроники присоединен к системе бескабельной передачи информации на поверхность (3,4).

Выше трубного переводника 7 при бурении наклонного и горизонтального участков скважины буровую компоновку собирают из специальных бурильных труб 9 с антенными переводами, обеспечивающими бескабельную передачу информации на поверхность (3,4). Запирается скважина посредством шар-крана 10. Для осуществления роторного бурения в буровую компоновку монтируют квадрат 11.

Для осуществления системы бескабельной передачи информации используют специальные буровые трубы 9 и шар-кран 10 с электрическими дросселями, установленными в ниппелях и муфтах замков и соединенных между собой проводом, проложенным по телу труб и шар-крана.

В процессе монтажа специальных бурильных труб 9, обеспечивающих бескабельную передачу информации, перед установкой каждой последующей трубной свечи (трех соединенных бурильных труб) осуществляют проверку функционирования электронного блока в трубном переводнике 7 и инклинометра 6 с помощью пробника. Этот пробник имитирует сигналы опроса электронного блока и осуществляет прием и индикацию информации от электронного блока.

В части буровой компоновки, состоящей из специальных бурильных труб 9 и осуществляющей бескабельную передачу сигналов, устанавливают трубы-ретрансляторы 12.

Такая труба-ретранслятор имеет между дросселями муфты и ниппеля специальный усилитель с источником питания. Этот усилитель ретранслюирует информацию, идущую по системе бескабельной передачи информации. Тем самым повышается надежность работы системы.

Выше установленного в буровую компоновку шар-крана 10 монтируют верхний трубный переводник 13 с размещенным внутри блоком электроники. Этот блок электроники обеспечивает прием и передачу сигналов, причем нижний ввод блока подключен к системе бескабельной передачи информации, а верхний ввод блока соединен с кабелем 14, проходящим внутри квадрата 11.

Выше квадрата 11 установлен выходной трубный переводник 15 с размещенным внутри блоком электроники, обеспечивающим прием и передачу сигналов. Нижний ввод блока электроники соединен с верхним разъемом кабеля 14, проходящего внутри квадрата 11, а верхний ввод блока соединен с системой бескабельной передачи данных 16, смонтированной на вертлюге 17.

Предлагаемое изобретение позволит повысить надежность бурения наклонных и горизонтальных скважин.

В предлагаемом способе нет необходимости вывода геофизического кабеля в затрубное пространство с этапа набора кривизны скважины после вертикального ствола.

Источники информации:

1. Teleco Oilfield Services Inc. 1990.
2. Патент РФ N 2078921, кл. E 21 B 47/

022, 1997 -прототип

3. Патент США N 4806928, кл. G 01 V 1/00, 1989.

4. Заявка ФРГ N 3912614, кл. E 21 B 47/12, 1989.

5. Патент РФ N 2040691, кл. E 21 B 47/12, 1992.

Формула изобретения:

1. Способ бурения наклонных и горизонтальных скважин включающий бурение вертикального ствола скважины, установку в буровую компоновку с глубины насоса кривизны забойного двигателя, кривого переводника и посадочного устройства, опускании внутри труб компоновки посредством геофизического кабеля инклинометра и фиксации его в посадочном устройстве, бурении наклонной и горизонтальной частей скважины и контроле текущих координат забоя скважины по показаниям инклинометра, отличающийся тем, что после спуска и фиксации инклинометра в посадочном устройстве в компоновку монтируют нижний трубный переводник с размещенным внутри электронным блоком, обеспечивающим прием и передачу сигналов, причем нижний ввод блока присоединен к верхнему разьему кабеля, идущего от инклинометра, а верхний ввод присоединен к системе бескабельной передачи информации на поверхность, в которой используют буровые трубы и шар-кран с электрическими дросселями, установленными в ниппелях и муфтах замков буровых труб и соединенных между собой проводом, проложенным по телу труб и шар-крана, а выше установленного в буровую компоновку шар-крана монтируют верхний трубный переводник с размещенным внутри электронным блоком, обеспечивающим прием и передачу сигналов, причем нижний его ввод подключен к системе бескабельной передачи информации, а верхний ввод соединен с кабелем, проходящим внутри квадрата, вмонтированного в буровую компоновку над верхним трубным переводником, выше которого установлен выходной трубный переводник с размещенным внутри электронным блоком, обеспечивающим прием и передачу сигналов, причем нижний ввод блока соединен с верхним разъемом кабеля, проходящего внутри квадрата, а верхний ввод соединен с системой бескабельной передачи данных, смонтированной на вертлюге.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что в части буровой компоновки, осуществляющей бескабельную передачу сигналов, устанавливают трубы-ретрансляторы, имеющие между дросселями муфты и ниппеля усилитель с источником питания.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что в процессе спуска в скважину бурильных труб перед установкой каждой последующей трубной свечи, состоящей из трех труб, осуществляют проверку функционирования электронного блока и инклинометра с помощью пробника, имитирующего сигналы опроса электронного блока и осуществляющего прием и индикацию информации от электронного блока.



(19) RU (11) 2140537 (13) C1

(51) 6 E 21 B 47/022, 7/04

9 NOV 1999

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

ВСЕРОССИЙСКАЯ
ПАТЕНТНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА

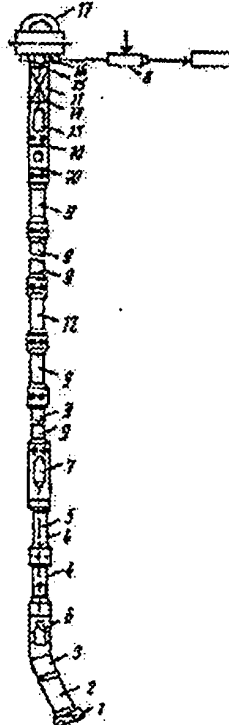
(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ**
к патенту Российской Федерации

1

(21) 97121250/03 (22) 18.12.97
(24) 18.12.97
(46) 27.10.99 Бюл. № 30
(72) Басарыгин Ю.М., Будных В.О.,
Гераськин В.Р., Коновалов С.Ф., Макаренко
П.П., Стрельцов В.М., Сугак В.М., Черненко
А.М., Полянков А.В.
(71) (73) Предприятие "Кубаньгазпром"
(56) RU 2078921 C1, 10.05.97. SU 141553
A, 02.11.61. SU 259773 A, 04.03.70. SU
471427 A, 01.09.75. SU 1141187 A, 23.02.85.
SU 1640384 A1, 07.04.91. SU 1490268 A1,

2

30.06.89. RU 2040691 C1, 27.07.95. RU
2055178 C1, 27.02.96. US 4806928 A, 21.02.89.
US 5042597 A, 27.08.96. US 5341886 A,
30.08.94. DE 3912614 A1, 02.11.89. DE
3428931 A1, 05.06.85.
(98) 350063, Краснодар, ул.Мира, 34, НТЦП
"Кубаньгазпром"
(54) СПОСОБ БУРЕНИЯ НАКЛОННЫХ И
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
(57) Изобретение относится к технике
проходки и измерения текущих координат
забоя наклонных и горизонтальных скважин



RU 2140537 C1

RU 2140537 C1

The closest method in terms of technical features and results available consists of drilling oblique and horizontal boreholes while drilling vertical borehole shafts, installing a face engine and an oblique transfer device in the drilling apparatus at the point of curvature, inserting an inclinometer into the pipes using geophysical cable and fixing it in the lower part of the drilling apparatus, drilling the oblique and horizontal parts of the borehole by regular rotary drilling, drilling using a face engine, and monitoring the borehole face co-ordinates according to the data from the inclinometer (2).

The disadvantages of the prior art are as follows:

- the need to draw the geophysical cable behind the pipe through the cable conductor at the point of curvature creates a danger of the cable crumpling or breaking;
- the presence of the cable behind the pipe does not allow rotary drilling;
- the presence of the cable behind the pipe does not allow reliable sealing of the borehole using preventors when accidental ejection of gas or oil occurs.

The aim of the proposed invention is to improve the reliability of drilling.

The established aim is achieved because according to the invention, when using the prior method of drilling oblique and horizontal boreholes by drilling the vertical borehole shaft, installing a face engine, an oblique transfer device and alighting gear in the drilling apparatus at the point of curvature, inserting the inclinometer into the pipes in the apparatus using geophysical cable and fixing it in the alighting gear, drilling the oblique and horizontal parts of the borehole and monitoring the regular co-ordinates of the borehole face by data from the inclinometer, the lower pipe transfer device with the electronic assembly inside is mounted in the apparatus after the inclinometer is inserted and fixed into the alighting gear, allowing signals to be received and transmitted. In this way the lower lead-in of the assembly is connected to the upper joint of the cable coming from the inclinometer, and the upper lead-in is connected to the wireless data transmission system, in which drilling pipes and a balloon-screen with electrical coils (placed in the nipples and couplings of the locks and linked to each other by wire attached to the body of the pipes and the balloon-screen) are used. Above the balloon-screen installed in the drilling gear, the upper pipe transfer device with the electronic assembly positioned inside is mounted, thus allowing signals to be received and transmitted. In this case its lower lead-in is connected to the wireless data transmission system and the upper lead-in to the cable passing inside the square positioned in the drilling apparatus above the upper pipe transfer device, above which an exit pipe transfer device with an electronic assembly is installed, thus allowing signals to be received and transmitted. The lower lead-in of the assembly is thus connected to the upper joint of the cable passing within the square, and the upper lead-in is connected to the wireless data transmission system mounted on the pivot. In addition, in the part of the drilling apparatus that carries out the wireless signal transmission, repeater pipes are installed with intensifiers, carrying a source of current, between the coils of the coupling and nipple. While the drilling pipes are being inserted into the borehole, before each subsequent pipe plug consisting of three pipes is installed, the performance of the electronic assembly and inclinometer is checked using a probe that imitates the electronic assembly's command signal and ensuring the reception and display of data from the electronic assembly.

The proposed drilling method is shown in Figure 1.

The essence of the method is as follows. In the first stage of drilling, the vertical borehole shaft is drilled using any known method (rotary using pipe-drill or face engine with propeller).

The drilling apparatus for the oblique and horizontal boreholes is then prepared. It consists of a bit 1, face engine 2, oblique transfer device 3 and alighting gear. The apparatus also includes regular drilling pipes 4. Into these pipes, on the geophysical cable 5, the borehole device or inclinometer 6 is inserted. The part of the apparatus consisting of regular drilling pipes 4 is completed by the lower pipe transfer device 7. Inside the lower pipe transfer device 7 the electronic assembly is placed, allowing the reception and transmission of signals between the inclinometer 6 and the surface operator's console 8. The lower lead-in of the assembly is connected to the upper joint of the geophysical cable 5 coming from the inclinometer 6. The upper lead-in of the electronic assembly is connected to the wireless surface data transmission system (3, 4).

When oblique and horizontal borehole sections are drilled, the drilling apparatus above the pipe transfer device 7 consists of special drilling pipes 9 with antenna transfer, allowing wireless

transmission of data to the surface (3, 4). The borehole is sealed using the balloon screen 10. For rotary drilling, the square 11 is mounted in the drilling apparatus.

To complete the wireless data transmission system, the special drilling pipes 9 and balloon screen 10 with electrical coils installed in the nipples and couplings of the locks and connected to each other by wire positioned along the body of the pipes and balloon-screen, are used.

When the drilling pipes 9 providing wireless data transmission are mounted, the performance of the electronic assembly in the pipe transfer device 7 and of the inclinometer 6 is monitored using a probe before each subsequent pipe plug (three connected drilling pipes) is installed. This probe imitates the electronic assembly's command signals and allows the reception and display of data received from the electronic assembly.

In the part of the drilling apparatus consisting of special drilling pipes 9 and allowing wireless transmission of signals, repeater pipes 12 are installed.

These repeater pipes contain a special intensifier with a source of supply between the coils of the coupling and nipple. This intensifier passes on the data travelling through the wireless transmission system. In this way, the reliability of the system is increased.

Above the balloon-screen 10 installed in the drilling apparatus, an upper pipe transfer device 13 is installed with an electronic assembly positioned inside. This assembly allows signals to be received and transmitted; the lower lead-in of the assembly is connected to the wireless data transmission system, while the upper lead-in of the assembly is connected to the cable 14 passing within the square 11.

Above the square 11, an exit pipe transfer device 15 is installed with an electronic assembly positioned inside, allowing the reception and transmission of signals. The lower lead-in of the assembly is connected to the upper joint of the cable 14 passing within the square 11, and the upper lead-in of the assembly is connected to the wireless data transmission system 16 mounted on the pivot 17.

The proposed invention allows the reliability of oblique and horizontal borehole drilling to be increased.

The proposed method requires no insertion of geophysical cable behind the pipe at the point of curvature in the borehole that follows the vertical shaft.

Sources of information:

1. 'Teleco Oilfield Services Inc, 1990
2. RF Patent 2078921, E 21 B 47/022, 1997 (prototype)
3. USA Patent 4806928, G 01 V 1/00, 1989
4. FRG Patent 3912614, B 21 B 47/12, 1989
5. RF Patent 2040691, E 21 B 47/12, 1992.

FORMULA OF THE INVENTION

1. A method of drilling oblique and horizontal boreholes including a vertical borehole shaft, installing a face engine, oblique transfer device and aligning gear in the drilling apparatus at the point of curvature, inserting an inclinometer into the pipes in the apparatus by geophysical cable and fixing it in the aligning gear, drilling the oblique and horizontal parts of the borehole and monitoring the regular co-ordinates of the borehole face by the data from the inclinometer, distinguished in that after the inclinometer is inserted and fixed in the aligning gear, the lower pipe transfer device with the electronic assembly inside is mounted in the apparatus, allowing the reception and transmission of signals. The lower lead-in of the assembly is connected to the upper joint of the cable coming from the inclinometer, and the upper lead-in is connected to wireless surface data transmission system, in which drilling pipes and a balloon screen, with electric coils installed in the nipples and couplings of the locks between the drilling pipes and connected to each other by wire positioned along the body of the pipes and the balloon screen, are used. Above the balloon-screen installed in the drilling apparatus, an upper pipe transfer device with an electronic assembly positioned inside is mounted, allowing the reception and transmission of signals. Its lower lead-in is connected to the wireless data transmission system, and the upper lead-in is

15-17). Here, the windings 6 may be placed obliquely in the channels 7 (Figure 15) or in internal closed magnetic circuits 14 (Figure 16).

If the nipple butt and the opposite surface of the coupling are used as supports in the lock between adjoining tubes (in which case a gap will be evident at the coupling butt), the transformer windings 6 in the channels 7 may be placed in internal closed circular magnetic circuits 15 similar to those in Figure 10. In this case, in order to obtain a reliable closed conductive circuit, the inner parts of the nipple and coupling must protrude (Figure 17).

When the tubes' internal conductivity is insufficient, the winding 6 in the magnetic circuit 15 must be placed in an additional circular closed conductive core 17, the unconnected couplings of which protrude above the adjoining surface (Figure 9). If a conductive tube and a non-conductive tube then join, only one winding must be placed in the unconnected conductive core, corresponding to the circular channel of the non-conductive tube. The second winding is positioned in the circular channel of the conductive tube, without additional core.

In addition to the versions examined, the transformer windings 6 in the electrical transmission system may be placed in circular channels 7 in the outer cylindrical surfaces 21 of the nipple 1 and coupling 3 (Figures 18-20). The parts of the outer cylindrical surface 21 of the adjoining tubes 2 and 4 behind the circular channels 7 from the tube joint 22 are linked to an additional outer magnetic circuit 23. Figure 18 indicates a version in which the outer diameter of the outer magnetic circuit 23 is greater than that of the adjoining tubes. Figure 19 shows a version in which the outer diameter of the outer magnetic circuit 23 equals that of the adjoining tubes.

A third version is possible, with the outer diameter of the outer magnetic circuit less than that of the adjoining tubes. Figure 20 indicates a transmission system in which the transformer windings 6 are wound around internal closed circular magnetic circuits 15 and the assembly is positioned in the channels 7 in the outer cylindrical surfaces 21 of the nipple 1 and coupling 3. Here, the outer element 23 must consist of electrically conductive material.

A version is suggested in which the transformer windings 6 of the electrical transmission system are positioned in the circular channels 7, which are on the inner cylindrical surfaces 24 of the nipple 1 and coupling 3 (Figures 21-23). Here, the sections of the inner cylindrical surface 24 of the adjoining tubes 2 and 4, behind the circular channels 7 from the tube joint, are linked to an additional magnetic circuit 25 placed within the tubes. Figure 21 indicates a version in which the inner diameter of the additional magnetic circuit 25 is less than the inner diameter of the adjoining tubes. Figure 22 indicates a version in which the inner diameter of the additional magnetic circuit equals that of the adjoining tubes. Figure 23 indicates a version of the transmission system similar to that in Figure 20. Here also, the additional magnetic circuit 25 must consist of electrically conductive material.

The electrical conductors in the transmission system may also take the form of metallic strips 26 strengthened by flexible ribbon 27 (Figures 24, 25). Here, the flexible ribbon 27 is insulated from the surface 28 of the tube 4, and also insulated from the inner cavity of the tube or the outside (where the ribbon is positioned on the outer surface of the tube) by a covering 29.

To examine the principle of activity of the system proposed, it is permissible for the tube 2 to contain a supply unit, a command production unit and an information-processing unit, and for the tube 4 to contain a sensor unit.

The supply (energy), in the form of alternating current passed at a frequency f through the electrical conductors 8, enters the transformer winding 6 fixed in the nipple 1 (Figure 1). In the second transformer winding 6, fixed in the coupling 3, is an alternating current that goes to supply the sensor unit, passing through the conductors 8 situated in the tube 4.

If the tubes 2 and 4 consist of magnetic material, the two windings 6 shall form a transformer with ferromagnetic core. If the adjoining tubes consist of non-magnetic material, the two windings 6 shall form a transformer without magnetic circuit (aerial transformer).

The unconnected magnetic circuits 14 form, together with the windings 6, a transformer with ferromagnetic core (Figure 4), regardless of whether the adjoining pipes consist of magnetic or non-magnetic material.

The closed circular magnetic circuits 15 form, together with the windings 6 and the conductive nipple 1 and the coupling 3, a transformer with a short-circuited screw (core) (Figure 5).

Information passed from the sensor unit to the processing unit as an alternating current signal or impulse signal follows the same route as the supply voltage, but in a reverse direction.

Information passed from the command-processing unit to the sensor unit as an impulse signal follows the same route as the supply voltage.

For simultaneous transmission of information on supply voltage and other information, the frequency $f/2$ of the information signal in the form of alternating current must differ from the frequency $f/1$ of the supply voltage, or else the information signal must take the form of impulses.

connected to the cable passing within the square mounted in the drilling apparatus above the upper pipe transfer device, above which the exit pipe transfer device with electronic assembly mounted inside is installed, allowing the reception and transmission of signals. The lower lead-in of the assembly is connected to the upper joint of the cable passing within the square, and the upper lead-in is connected to the wireless data transmission system mounted on the pivot.

2. A method as per 1, distinguished in that in the part of the drilling apparatus allowing wireless signal transmission, ~~repeater pipes~~ are installed with intensifiers with a source of current between the coils on the nipple and coupling.
3. A method as per 1, distinguished in that when the drilling pipes are inserted into the borehole, the performance of the electronic assembly and inclinometer are checked before each subsequent pipe plug (consisting of three pipes) is installed, using a probe that imitates the electronic assembly's command signal and allowing data to be received and transmitted from the electronic assembly.

Order Signed for
FIPS, Regulation LP No 040921
The Scientific Research Division for the Preparation of Official Publications
Korp 1, D 30, Berezhkovskaya Naberezhnaya, 121858 Moscow

Printed polygraphically by FIPS
St 2, 24 Berezhkovskaya Naberezhnaya, 121873 Moscow
Department of Official Publications